

СЕКЦИЯ 12

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ****ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ
СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ****Стрижак П.А., д.ф.-м.н., профессор***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

С увеличением объемов добычи и увеличением масштабов нефтяных и газовых месторождений объемы энергопотребления характеризуются стабильным ростом, несмотря на внедрение энергосберегающих технологий (в частности, [1, 13, 14, 16, 18–22]). Особенностью нефтегазовых промыслов, осложняющей организацию тепло- и электроснабжения, является распределенность объектов на больших площадях. Это приводит к значительным потерям энергоресурсов при их транспортировке, необходимости организации многоуровневой трансформации электроэнергии [18, 20–22].

Решение указанных проблем определяет сегодня основной вектор научных исследований в области электроснабжения объектов нефтегазодобывающей отрасли. Решение проблемы снижения электропотребления, в первую очередь, связано с выбором оптимальных режимов работы электропотребляющего оборудования. Прежде всего, это относится к работе специального оборудования нефтедобычи, работающего на нестандартном напряжении. Примером таких агрегатов являются установки механизированной добычи нефти, включающих в себя погружные насосы. Определение и поддержание оптимального режима работы таких установок и другого оборудования нефтепромыслов позволяет существенно снизить потери электроэнергии [20]. Однако координация и контроль режимов работы объектов, рассредоточенных на большом расстоянии, не возможны без внедрения систем централизованного диспетчерского управления [18, 22].

Для энергообеспечения труднодоступных районов, обладающих большими запасами нефтяных и газовых ресурсов, целесообразно применять автономные источники энергоснабжения (мини-ТЭЦ, в том числе на основе газотурбинных установок). Значительное внимание при исследовании вопросов электроснабжения следует уделять работе магистральных электрических сетей, особенно в условиях, характерных для расположения нефтедобывающих предприятий. При рассмотрении вопросов электроснабжения необходимо выполнять анализ схем выдачи мощности внешним потребителям, детальную проработку режимов работы отдельных видов электроустановок, учитывать схемы электрических соединений распределительных устройств электростанций и подстанций, а также режимы работы электростанций и подстанций в целом.

Другим аспектом энергопотребления на объектах нефтепромыслов является потребление тепловой энергии в технологических процессах подогрева нефти. Необходимость нагревания нефтепродуктов обусловлена ее теплофизическими свойствами, в частности, увеличением вязкости при снижении температуры (эффект связан с высокой температурой кристаллизации парафина). Эта сфера энергопотребления является одной из основных: объем электропотребления в системах обогрева может достигать 50 %. В этом случае при невозможности обеспечения альтернативного способа обогрева (например, с использованием поверхностных теплообменников) при прогнозировании электропотребления следует учитывать электрические нагрузки на нужды электрообогрева (с учетом роста объемов нагреваемого сырья) [22]. С другой стороны, энергоэффективность процессов нагрева нефтепродуктов в значительной степени определяется качеством работы систем автоматического регулирования технологических процессов, а также показателями работы измерительных каналов температуры в составе указанных систем [17].

Так как потребление теплоты на промышленных объектах может достигать значительных показателей, то с учетом роста цен на энергоносители и в условиях снижения запасов нефти и газа, целесообразно рассматривать альтернативные виды энергоносителей [10, 11]. В пользу поиска других видов топлива свидетельствует в числе прочего ряд недостатков угля, в числе которых большие концентрации антропогенных выбросов, значительное количество отходов обогащения, а также трудность его транспортировки [2, 6, 7, 12]. В этих условиях перспективными объектами исследования являются водоугольные (ВУТ) [8, 9, 15] и орагновоугольные (ОВУТ) топлива [3–5, 11]. Лабораторные и натурные исследования процессов сжигания ОВУТ на основе отходов угле- и нефтепереработки, процессов горения гелеобразных топлив с использованием новейших методов исследований, предполагающих применение методов высокоскоростной видеорегистрации, панорамных оптических методов трассерной визуализации «Particle Image Velocimetry», «Particle Tracking Velocimetry», «Stereo Particle Image Velocimetry», «Interferometric Particle Imaging», «Shadow Photography», «Planar Laser Induced Fluorescence», позволяют определить условия применения таких энергоносителей в различных условиях.

В контексте энергообеспечения и безопасности промышленных производств важным вопросом также является тема пожаротушения. Разработка вопросов, связанных с проблемой локализации возгораний бореального массива, позволит определить новые подходы в области пожаротушения. Многофакторные экспериментальные исследования позволяют не только устанавливать эффективные значения теплофизических свойств лесных горючих материалов, но и развивать существующие прогностические модели разложения и подавления реакции термического разложения типичных лесных горючих материалов в условиях подачи воды, эмульсий и суспензий на ее основе.

В заключении следует отметить, что вопросы энергоснабжения и обеспечения безопасности технологических процессов добычи, транспортировки и обработки нефти, обеспечение нормативных параметров нефтепродуктов на всех этапах переработки является одним из важнейших аспектов развития нефтепромыслов, в условиях постоянно меняющихся внешних и внутренних факторов, роста производства сырья, а также необходимости снижения энергопотребления промышленных объектов.

Литература

1. BP Statistical Review of World Energy. 2015. <http://www.bp.com>.
2. Baranova M.P., Kulagina T.A. and Lebedev S.V. Combustion of water and coal suspension fuels of low-metamorphized coals // Chemical and Petroleum Engineering. – 2009. – V. 45 (9-10). – P. 554-557.
3. Glushkov D.O., Lyshchikov S.Yu., Shevryev S.A., Strizhak P.A. Burning Properties of Slurry Based on Coal and Oil Processing Waste // Energy Fuels, 2016, 30 (4), pp 3441–3450.
4. Glushkov D.O., Strizhak P.A., Vershinina K.Yu. Minimum temperatures for sustainable ignition of coal water slurry containing petrochemicals // Applied Thermal Engineering. 2016. V. 96. P. 534–546.
5. Glushkov D.O., Syrodoy S.V., Zakharevich A.V., Strizhak P.A. Ignition of promising coal-water slurry containing petrochemicals: Analysis of key aspects // Fuel Processing Technology. 2016. V. 148. P. 224–235.
6. Hezhong Tian, Yan Wang, Zhigang Xue, Yiping Qu, Fahe Chai, Jiming Hao, Atmospheric emissions estimation of Hg, As, and Se from coal-fired power plants in China // Science of The Total Environment. – 2011. – V. 409. – I. 16. – P. 3078-3081.
7. Hu Y., Naito S., Kobayashi N., Hasatani M. CO₂, NO_x and SO₂ emissions from the combustion of coal with high oxygen concentration gases // Fuel. – 2000. – V. 79. – P. 1925–1932.
8. Hui Wang, Xiumin Jiang, Minxiao Zhang, Yufeng Ma, Hui Liu, Shaohua Wu, A new fluidization-suspension combustion technology for coal water slurry // Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. – 2010. – V. 49. – I. 10. – P. 1017-1024.
9. Jianguo Liu, Xiumin Jiang, Lingsheng Zhou, Hui Wang, Xiangxin Han. Co-firing of oil sludge with coal–water slurry in an industrial internal circulating fluidized bed boiler // Journal of Hazardous Materials. – 2009. – V. 167. – P. 817–823.
10. Kontorovich AE, Epov MI, Eder LV. Long-term and medium-term scenarios and factors in world energy perspectives for the 21st century, Russian Geology and Geophysics. 2014;55(5-6):534–43.
11. Lior N. Energy resources and use: The present situation and possible paths to the future. Energy 2008;33(6):842–57.
12. Sarath K. Guttikunda, Puja Jawahar, Atmospheric emissions and pollution from the coal-fired thermal power plants in India // Atmospheric Environment. – 2014. – V. 92. – P. 449-460.
13. Tripathi V.S., Brandt A.R. Estimating decades-long trends in petroleum field energy return on investment (EROI) with an engineering-based model // PLoS ONE, 2017. – Vol. 12, Is. 2. – pp. 1–27.
14. Wang J., O'Donnell J., Brandt A.R. Potential solar energy use in the global petroleum sector // Energy, 2017. – Vol. 118. – pp. 884–893.
15. Wenying Chen, Ruina Xu, Clean coal technology development in China // Energy Policy. – 2010. – V. 38. – No. 5. – P. 2123-2130.
16. Zhang H., Liang Y., Zhou X., Yan X., Qian C., Liao Q. Sensitivity analysis and optimal operation control for large-scale waterflooding pipeline network of oilfield // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017. – Vol. 154. – pp. 38–49.
17. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О влиянии защитной гильзы на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями // Энергетик. – 2015. – № 10. – С. 52–55.
18. Ершов М.С., Егоров А.В., Малиновская Г.Н., Трифонов А.А. Диспетчерское управление системами электроснабжения распределенных объектов нефтяной и газовой промышленности // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2014. – № 3 (276). – С. 126–145.
19. Леушева Е.В., Моренов В.А. Энергообеспечение производственных объектов в условиях севера при кустовом строительстве скважин // Территория нефтегаз. – 2015. – № 5. – С. 92–95.
20. Мукани Э.Б. Режимы работы систем электроснабжения объектов нефтегазовых месторождений. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.09.63. – Москва, 2011. – 165 с.
21. Устинов Д.А., Турышева А.В. Обоснование рациональной схемы электроснабжения машин и комплексов нефтегазодобывающих предприятий // Записки горного института. – 2011. – № 192. – С. 224–227.
22. Фрайштетер В.П., Кудряшов Р.А. Электрические нагрузки и электропотребление систем электрообогрева трубопроводов на нефтяных промыслах северных районов Сибири // Промышленный обогрев и электроотопление. – 2014. – № 3-4. – С. 42–53.